



VELIN VOORSTEL 'TIER' AANPAK FAALKANSEN EN AANVULLENDE RISICO MITIGERENDE MAATREGELEN VOOR NIET-AARDGASLEIDINGEN.

Introductie

De Bevb/Revb wetgeving, met de vastgestelde 'handleiding rekenmethodiek Bevb' is het uitgangspunt en wettelijke vertrekpunt voor risicobepaling van K1/K2/K3 buisleidingen. De vastgestelde faalkans in de rekenmethodiek is gebaseerd op de CONCAWE database voor leidingen in Nederland en heeft door de beperkte dataset en het toepassen van een 95% betrouwbaarheidsinterval een zekere mate van conservatisme.

In overleg met I&M is een zo genoemde 'TIER' aanpak afgesproken. De door de Bevb/Revb bepaalde faalkans wordt hierbij als 'TIER 1' gezien. Mits aan een aantal 'state-of-the-art' voorwaarden wordt voldaan, is het toegestaan gebruik te maken van een 'TIER 2' benadering, die gebaseerd is op een meer gedetailleerde analyse. Daarnaast zijn aanvullende risicomitigerende maatregelen voorgesteld die de onder TIER 1 en TIER 2 genoemde faalkansen per faalkanscategorie verder kunnen reduceren.

Dit voorstel beschrijft de TIER- aanpak, de condities waaronder TIER 1 en TIER 2 gebruikt kunnen en mogen worden en aanvullende risico mitigerende maatregelen zoals door de VELIN werkgroep Faalkansen wordt voorgesteld. De werkgroep stelt voor deze aanpak eveneens te gebruiken voor de categorie buisleidingen 'overige stoffen'.

De voorgestelde methodiek is gebaseerd op een uitvoerige analyse door PIE Ltd UK uitgevoerd voor de Nederlandse Aardolie Maatschappij. De onderstaande rapporten zijn als bijlagen bijgevoegd:

- PIE rapport R0249 (versie 9.0) bevat een statistische analyse van incidenten van ondergrondse buisleidingen. Hiervoor zijn verschillende databases geanalyseerd (EGIG, CONCAWE en UKOPA) over een tijdvak van 1971 t/m 2009. Er is voor TIER 2 onderzoek gedaan naar de belangrijkste faaloorzaken, de hierbij behorende faalfrequenties alsmede naar de meest representatieve tijdsperiode voor het vaststellen van een basis faalfrequentie.
- PIE rapport R0260 (versie 3.0) bevat een nadere statistische analyse over de diverse tijdvakken en geeft een statistisch verloop in de tijd van de ontwikkeling van de basis faalfrequentie alsmede van de faalfrequenties van de belangrijkste faaloorzaken. Op basis hiervan zijn vervolgens voorstellen gedaan voor faalfrequenties van zgn. 'state-of-the-art' buisleidingen en reductiefactoren voor risicoreducerende maatregelen. Tevens worden de randvoorwaarden van 'state-of-the-art' gedefinieerd.

Vereniging van Leidingeigenaren in Nederland

Scope

De scope van de voorgestelde methodiek betreft alle begraven K1/K2/K3 en 'overige stoffen' buisleidingen m.a.w. alle niet-aardgasleidingen. Uitgezonderd zijn:

- Bovengrondse leidingen;
- 'Hot lines met een bedrijfstemperatuur boven de 100 °C'. Hieronder vallen zware 'crudeoils' en producten zoals was, lubricantsand bitumen waarbij de producten worden verwarmd en vervoerd in zwaar geïsoleerde leidingen of waarbij het leidingstelsel externe warmtebronnen heeft om de viscositeit van het product te verlagen of waarbij als gevolg van exploratie de gewonnen producten een temperatuur bezitten boven de 100 °C;
- Kunststofleidingen.

TIER 1 faalkans bepaling

De TIER 1 aanpak is gebaseerd op de faalkansen zoals voorgeschreven door de handleiding rekenmethodiek van de Bevb/ Revb. Dit is een eerste benadering die kan worden toegepast voor het bepalen van de risicocontour van een leiding waarbij weinig aanvullende leiding karakteristieken voorhanden zijn.

Voor deze leidingen wordt onderstaande breakdown in faaloorzaken voorgesteld (Tabel 1). Deze breakdown is afgeleid door tabel 3 van PIE rapport R0260 te 'herschalen' naar de basis faalfrequentie zoals in het Bevb/Revb wordt gehanteerd.

Tabel 1: TIER 1 faalkans (Bevb/Revb)			
Faalmechanisme	Faalfrequentie [km.jaar⁻¹]		
	Lek	Breuk	Totaal
External interference¹⁾	2.41E-04	8.25E-05	3.23E-04
Mechanisch	7.40E-05	2.75E-05	1.02E-04
Interne corrosie	3.02E-05	4.74E-06	3.49E-05
Externe corrosie	9.05E-05	1.43E-05	1.05E-04
Other/Operational	1.49E-05	2.10E-05	3.59E-05
Totaal	4.50E-04	1.50E-04	6.00E-04



Vereniging van Leidingeigenaren in Nederland

TIER 2 faalkans bepaling

De Tier 2 aanpak kan worden toegepast op leidingen die aan 'state-of-the-art' voorwaarden voldoen.

Tabel 2 toont de breakdown van de faalkans. Deze is gebaseerd op CONCAWE (1981-2010) voor leidingen in Europa en een 95% betrouwbaarheidsinterval.

Tabel 2: TIER 2 faalkans (PIE rapport R0260 gecorrigeerd voor WION/KLIC)			
Faalmechanisme^{1,2)}	Faalfrequentie [km.jaar⁻¹]		
	Lek	Breuk	Totaal
External interference	4.28E-05	1.50E-05	5.78E-05
Mechanisch	3.29E-05	6.96E-06	3.98E-05
Interne corrosie	1.34E-05	1.20E-06	1.46E-05
Externe corrosie	4.02E-05	3.61E-06	4.38E-05
Other/Operational	6.64E-06	5.31E-06	1.20E-05
Totaal	1.36E-04	3.21E-05	1.68E-04

Bij TIER 2 moet een correctie op de faalkans voor externalinterference worden toegepast voor de diepteligging van de leiding. Deze bestaat uit:

$$\text{Correctie Factor} = \exp[-2.4 \cdot (z_1 - z_0)]$$

Waarbij:

z_1 = referentiediepte van 0,84 m ⁶⁾

z_0 = werkelijke diepteligging

'State-of-the-art'

De eerste en meest belangrijke voorwaarde voor het mogen toepassen van TIER 2 is het gebruiken van een effectief veiligheidsbeheerssysteem, conform artikel 4, lid 1, van het Besluit externe veiligheid buisleidingen (Bevb).

'State-of-the-art' voorwaarden voor de verschillende faalmechanismen zijn gegeven in Tabel 3. Indien aan één van de 'state-of-the-art' voorwaarden voor een specifiek faalmechanisme niet wordt voldaan kan voor dit faalmechanisme de in TIER 1 genoemde faalkans voor dat mechanisme worden gebruikt.



Tabel 3: 'State-of-the-art' voorwaarden voor toepassing TIER 2	
Algemeen	Het gebruiken van een effectief veiligheidsbeheerssysteem, conform artikel 4, lid 1, van het Besluit externe veiligheid buisleidingen (Bevb)
External interference	Duidelijke markering van de leiding. Communicatie met landeigenaren om deze bewust te maken en houden van de aanwezigheid van de leiding.
Mechanisch	Leidingen aangelegd vóór 1980: Het beschikbaar hebben van een mechanicalasement van de leiding. Leidingen aangelegd vanaf 1980: Geen, is afgedekt door sterk verbeterde QA/QC bij bouw van een leiding.
Interne corrosie	Corrosie management systeem bestaande uit: 1) bepaling van product corrosiviteit; 2) toepassing van ontwerpmaatregelen gebaseerd op corrosiviteit (bijvoorbeeld corrosie toeslag, toepassen corrosie inhibitie); 3) effectief monitoring programma (bijvoorbeeld bewaking product kwaliteit middels sampling, chemicaliën injectie).
Externe corrosie	Toepassen van coating en kathodische bescherming conform NEN 3654. Effectief monitoring programma van kathodische bescherming.
Other/Operational	Gespecificeerde operating envelop van flow, druk, temperatuur, trip settings en monitoring van relevante DCS of SCADA data om binnen deze operating envelop te blijven opereren. Verandering van operating envelop enkel toegestaan middels vastgestelde procedures.

Aanvullende risico mitigerende maatregelen

Een verder gaande risico mitigatie kan worden bereikt door gebruik te maken van 'best practice' maatregelen en de bijbehorende reductiefactor(en) voor het betreffende faalmechanisme. Deze 'best practice' maatregelen en bijbehorende risico reductiefactoren zijn samengevat in tabel 4. Deze factoren mogen zowel op de TIER 1 als op de TIER 2 faalkansen worden toegepast. Voor de in tabel 4 gegeven reductiefactoren wordt geen onderscheid gemaakt tussen kans op 'lek' en kans op 'breuk'.

Een aanvullende risico reducerende maatregel voor de faalmechanismen Mechanisch, Interne Corrosie en Externe Corrosie is het verlagen van de maximaal toegestane operatie druk tot een niveau waarbij de operational stress beneden 30% SMYS (Specified Minimum Yield Stress) komt. Het effect van deze maatregel is dat falen enkel kan optreden middels lek en niet middels breuk²⁾. De totale faalkans blijft hetzelfde, echter deze wordt geheel toebedeeld aan de lekfaalkans waarbij de breukfaalkans verwaarloosbaar wordt.

De faalkans door corrosie kan verwaarloosbaar worden geacht wanneer afdoende corrosiebestendige staallegingen zijn toegepast als buisleidingmateriaal.

Verder wordt de faalkans door External Interference verwaarloosbaar geacht voor pijpleidingen met een wanddikte van 15 mm of meer³⁾.



Tabel 4: Risico mitigerende maatregelen en reductiefactoren		
	'Best Practice' risico reducerende maatregelen	Factor
External interference	<p>Volledig conform de aanpak voor gas leidingen. Dit omvat onder andere:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Intensieve Supervisie 2. Platen (beton of kunststof) volgens VELIN richtlijn ⁴⁾ 3. Platen + Lint volgens VELIN richtlijn 	<p>3 5 30</p>
Mechanisch	<p>Uitvoeren van een passende high-resolution metal loss In-Line Inspectie (ILI) gecombineerd met gedegen defect analyse en indien benodigd reparatie. De meetprestatie van de ILI moet voldoen aan de volgende eisen ⁵⁾:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. De kans op detectie van potentieel kritische defecten is minimaal 90% 2. Detectiegrens materiaalverlies 20% van de wanddikte voor Magnetic Flux leakage (MFL) en 1,5 mm voor Ultrasonie Testing (UT) 3. Detectie van defecten van 20 x 20 mm of meer in oppervlakte 4. ILI moet in staat zijn deuken dieper dan 5% van de interne diameter te identificeren. <p>De inspectie frequentie moet gebaseerd zijn op een gedegen Risk Based Inspectie analyse (typisch tussen 5 en 20 jaar).</p>	10
Interne corrosie	<p>Uitvoeren van een passende high-resolution metal loss In-Line Inspectie (ILI) gecombineerd met gedegen defect analyse en indien benodigd reparatie. De meetprestatie van de ILI moet voldoen aan de volgende eisen ⁵⁾:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. De kans op detectie van potentieel kritische defecten is minimaal 90% 2. Detectiegrens materiaalverlies 20% van de wanddikte voor MFL en 1.5 mm voor UT 3. Detectie van defecten van 20 x 20 mm of meer in oppervlakte 4. Medium is niet corrosief met betrekking tot het materiaal van de leiding en er vind een goede kwaliteitscontrole op het te verpompen medium plaats. <p>De inspectie frequentie moet gebaseerd zijn op een gedegen Risk Based Inspectie analyse (typisch tussen 5 en 20 jaar) voor de relevante typen interne corrosie.</p>	10
Interne corrosie	<p>Het te transporteren medium is niet corrosief ten opzichte van het materiaal van de leiding. De corrosiviteit dient onderbouwd te worden en de kwaliteit van het medium dient gemonitord te worden.</p>	∞
Externe corrosie	<p>Uitvoeren van een high-resolution metal loss In-Line Inspectie (ILI) gecombineerd met gedegen defect analyse en indien benodigd reparatie. De meetprestatie van de ILI moet voldoen aan de volgende eisen ⁵⁾:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. De kans op detectie van potentieel kritische defecten is minimaal 90% 2. Detectiegrens materiaalverlies 20% van de wanddikte voor MFL en 1.5 mm voor UT 3. Detectie van defecten van 20 x 20 mm of meer in oppervlakte 4. ILI moet in staat zijn deuken dieper dan 5% van de Interne Diameter te identificeren. <p>De inspectie frequentie moet gebaseerd zijn op een gedegen Risk Based Inspectie analyse (typisch tussen 5 en 20 jaar) voor de relevante typen externe corrosie.</p>	10
Other/Operational	<ol style="list-style-type: none"> 1) Implementatie van een overdruk beveiligingssysteem op basis van de van toepassing zijnde Safety IntegrityLevel (SIL) welke is afgeleid van een hazard assessment van faalmechanismes inclusief druk/temperatuur relief. 2) Implementatie van een test regime van het overdruk beveiligingssysteem en adequate training van de operators op de bediening van het systeem. <p>Borging van het niet overschrijden van de operating envelope van de leiding</p>	∞



Vereniging van Leidingeigenaren in Nederland

1. Een 2.5 correctie factor voor de WION/KLIC is toegepast conform de aanpak voor aardgas leidingen middels CAROLA
2. Hoofdstuk 35 van de Pipeline Defect Assessment Manual 9909A-RPT-001
3. Rapport PIE/11/R0249, appendix A2.
4. VELIN richtlijn 2013/1 voor plaatsen van platen en lint
5. Specifications and requirements for intelligent pig inspections of pipelines', version
6. 2009, Pipeline Operators Forum
7. Brief RIVM aan I&M. XXXXX d.d. XXXX.